



LBNL-618E GERMAN

ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY

Dezentrale Energieversorgung mit Speichertechnologien

Michael Stadler and Chris Marnay

Environmental Energy
Technologies Division

July 2008

<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emp-pubs.html>

The work described in this paper was funded by the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Renewable and Distributed Systems Integration Program in the U.S. Department of Energy under Contract No. DE-AC02-05CH11231.

Disclaimer

This document was prepared as an account of work sponsored by the United States Government. While this document is believed to contain correct information, neither the United States Government nor any agency thereof, nor The Regents of the University of California, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by its trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California.

Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory is an equal opportunity employer.

Dezentrale Energieversorgung mit Speichertechnologien

Michael Stadler, Chris Marnay

Dezentrale Energieversorgung direkt beim Verbraucher mit Kraft-Wärme-Kopplung wird immer häufiger als möglicher Beitrag zum Klimaschutz betrachtet.

Oftmals wird argumentiert, dass Speichertechnologien, wie einfache Akkumulatoren oder thermische Speicher den Betrieb von dezentralen Einheiten (z.B. Mikroturbinen oder Photovoltaik), ökonomisch und ökologisch verbessern könnten. Untersuchungen in den Bundesstaaten New York und Kalifornien zeigen, dass Pauschalaussagen nur schwer zu treffen sind und oftmals Akkumulatoren während Schwachlastzeiten (Nacht) über das Netz und nicht über Photovoltaik geladen werden.

Das DER-CAM¹ Modell

Beim Distributed Energy Resources-Customer Adoption (DER-CAM) Modell² handelt es sich um ein lineares Optimierungstool, das für Testzwecke frei verfügbar ist (25 Optimierungsläufe). Das Tool wird seit ca. 7 Jahren am Lawrence Berkeley National Laboratory entwickelt und laufend um neue Merkmale erweitert. Programmiert wird DER-CAM im General Algebraic Modeling System (GAMS). Das Ziel ist es, die jährlichen Energiekosten des Kunden, bestehend aus Strom & Erdgaskosten, amortisierte Kapitalkosten für dezentrale Erzeugung & Wartungskosten, zu minimieren. Der Ansatz ist völlig Technologie neutral und beinhaltet derzeit, Strombezug, Erdgasbezug, Investitionen in dezentrale Energieerzeugungseinheiten mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung, Absorptionskältemaschinen, herkömmliche Kältemaschinen und Speichertechnologien. Speziell, dem „Kühlproblem“ wird in DER-CAM Rechnung getragen.

Elektrische Kühlsysteme können durch Absorptionskältemaschinen ersetzt werden. Die Abwärme von z.B. Mikroturbinen oder die Wärme von solar thermischen Systemen wird zur Kälte Erzeugung genutzt und dies reduziert direkt die elektrische Spitzenleistung bei vielen Gebäudetypen und führt zu einer merkbaren Kostenreduktion durch Spitzenlastreduktion.

Die wichtigsten Eingabeparameter für DER-CAM sind:

- Lastprofile für Strom und Wärme
 - Strom- und Erdgastarife
 - Technologieoptionen, deren Kosten und Effizienzparameter.
- Folgende Technologien sind derzeit berücksichtigt:
- Mikroturbinen, Gasturbinen
 - Brennstoffzellen
 - Verbrennungskraftmaschinen
 - Photovoltaik
 - Solar thermische Systeme
 - Elektrische und thermische Speicher
 - Wärmetauscher und
 - Absorptionskältemaschinen.

Für ein gewähltes Mikronetz, bestehend aus einem oder mehreren Strom und Gasverbrauchern, findet DER-CAM die optimale *wirtschaftliche* Kombination von Investitionen und Energiebezug, wobei einfach auf die ökologisch optimale (CO₂) Lösung umgeschaltet werden kann. Die wichtigsten Ergebnisse von DER-CAM beinhalten die optimale Investition in dezentrale Energieerzeugungseinheiten und Speichertechnologien, sowie den optimalen Betrieb (auf einer Stundenbasis für das gesamte Jahr), Energiebezugskosten und CO₂ Emissionen. Eine detaillierte Beschreibung von DER-CAM kann ²⁾ entnommen werden.

Batterien versus Photovoltaik ?

Das untersuchte kalifornische 24 Stunden Pflegeheim besteht aus 5

Stockwerken und einer Gesamtfläche von 31.587 m². Die maximale elektrische Leistung beträgt 958 kW, bei einem jährlichen Strombedarf von 5.761.690 kWh. Das Wärme und Stromlastprofil zeichnet sich durch eine moderate Volatilität aus. Weiteres steigt während des Tages, wenn der Heizbedarf absinkt die Kühlleistung an, wodurch die Möglichkeit der Nutzung von Abwärme durch Absorptionskältemaschine gegeben ist. Diese Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf favorisiert die Installation von dezentralen Einheiten mit Wärmeauskopplung für Heizzwecke und Absorptions-Kältemaschinen (siehe Abbildung 2). Die jährlichen Ausgaben für Energie, ohne Investitionen in dezentrale Anlagen, belaufen sich auf ca. €622.000 (Wechselkurs 1,55), wobei €490.000 für elektrische Energie anfallen. DER-CAM liefert nun die kostenoptimale Lösung durch die Installation von a) 300kW Tecogen Erdgas-Verbrennungsanlagen mit Wärmeauskopplung, b) von 134 kW Solarkollektoren und c) durch die Installation von einem 216 kW Absorptionskühler. Die Technologiekosten repräsentieren aktuelle Marktpreise und beinhalten keine Subventionen. Somit sind diese Technologien bereits wettbewerbsfähig und reduzieren die jährlichen Energiekosten (inklusive amortisierte Kapitalkosten) um 4% auf €597.000. Der weitaus größere Nutzen ergibt sich aber aus den Reduktionen der CO₂ Emissionen um mehr als 13%. Aufgrund der Verwendung von Kraft-Wärme-Kopplungen und Solarkollektoren werden die CO₂-Emissionen um ca. 524 Tonnen pro Jahr gesenkt. Weiteres zeigt sich das PV und Speichertechnologien (z.B. Vanadium Redox Batterien) zu

Abbildung 1: DER-CAM Strukturplan. Quelle: ²⁾

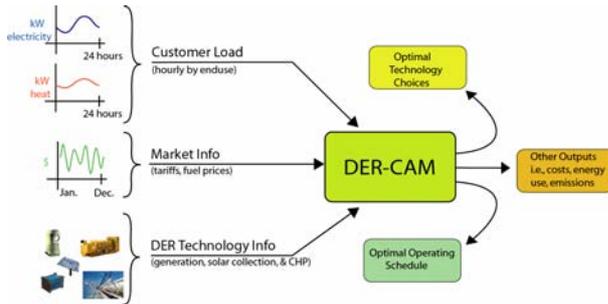
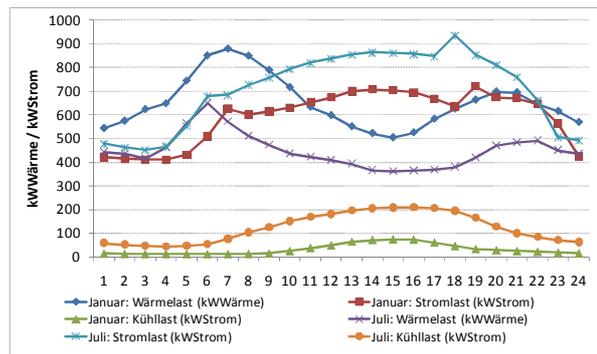
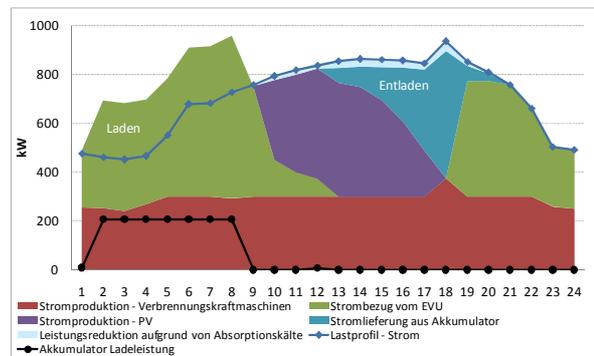


Abbildung 2: Strom- und Wärmelasten an Juli und Januar Wochentagen. Quelle: ²⁾ und ³⁾



teuer sind und nicht in die optimale Lösung eingehen. Werden nun beispielhaft die Kosten für PV-Anlage mit ca. 60%, für elektrische Speicher mit ca. 70% und für thermische Speicher mit ca. 50% *geringer* angenommen, liefert DER-CAM zusätzlich 2082 kWh an Akkumulatoren, 517 kWh an PV und 47 kWh thermische Speicher. Wesentlich ist nun, dass die Bleiakkus nicht über PV geladen werden, wie oft angenommen, sondern über günstigen Schwachlaststrom (siehe Abbildung 3). Der Grund liegt in der Vermeidung von teurem Spitzenlaststrom, welcher zwischen 12:00 Uhr und 18:00 Uhr um ca. 40% über dem Schwachlaststrompreis liegt. Somit wird billiger Schwachlaststrom in die Spitzelastzeit verschoben.

Abbildung 3: Deckung der Pflegeheim Stromlast an einem Juli Wochentag. Quelle: ²⁾ und ³⁾



Der zeitvariable Strompreis variiert zwischen 10,5€Cent und 6,1€Cent. Für die Berechnungen wurden reale Erdgaspreise von Pacific Gas & Electric (PG&E) von 2,6€Cent/kWh verwendet. Sensitivitätsanalysen zeigen auch bei höheren Kosten für die Speicher dasselbe Verhalten – PV liefert keinen oder nur einen geringen Beitrag zum Laden der Akkumulatoren. Aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen werden Akkumulatoren über den günstigeren Nachtstrom geladen, was aufgrund der Ineffizienz der Akkus zu höheren CO₂-Emissionen führen kann als ohne Akkus.

Schlussfolgerungen

Das gleiche Pflegeheim wurde auch in New York City untersucht, wobei ein nahezu konstanter Tarif anstelle eines zeitvariablen Tarifs verwendet wurde. Es zeigte sich, dass höhere Erdgaspreise in New York City, kombiniert mit konstanten Stromtarifen die

Installation von Solarkollektoren favorisieren. Dieses Ergebnis ist insofern überraschend, da New York City eine geringere solare Einstrahlung besitzt als Kalifornien. Somit sind die Ergebnisse vom verwendeten Tarifschema und Lastprofil in einem hohen Masse abhängig und der Einsatz von Akkumulatoren ist vor allem dort sinnvoll wo hohe Spitzenlastpreise vermieden werden können. Die CO₂-Emissionen hänge aber von der verwendeten Technologie (z.B. Netz oder Mikroturbine), die zum Laden verwendet wird und den anderen gewählten Technologien im Erzeugungsportfolio ab. Hoch effiziente dezentrale Einheiten mit Wärmeauskopplung, betrieben in der Schwachlastzeit (Nacht), können hier Abhilfe schaffen und die Akkumulatoren mit elektrischer Energie laden und CO₂-Emissionen vermeiden.

Dr. Michael Stadler ist Wissenschaftler am Lawrence

Berkeley National Laboratory (<http://der.lbl.gov>), Kalifornien, USA und Geschäftsführer des Vereins Zentrum für Energie und innovative Technologien, Österreich (www.cet.or.at), Mstadler@cet.or.at.

Dr. Chris Marnay ist Wissenschaftler am Lawrence Berkeley National Laboratory und leitet dort die DER-Group (<http://der.lbl.gov>).

¹⁾ <http://der.lbl.gov>

²⁾ „The Effects of Storage Technologies on Microgrid Viability: An Investigation for Commercial Buildings in California and New York States“, Michael Stadler, Chris Marnay, Afzal Siddiqui, Judy Lai, Brian Coffey, and Hirohisa Aki, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory Draft Report.

³⁾ Stadler Michael, Hirohisa Aki, Ryan Firestone, Chris Marnay, & Afzal Siddiqui: “Distributed Energy Resources On-Site Optimization for

*Commercial Buildings with Electric
and Thermal Storage
Technologies”, ACEEE 2008
Summer Study and LBNL-293E.*